Signature Not Verified
Digitally signed by VARVARA ZACHARAKI
Date: 2018.01.11 09:07:41 EET
Reason: Signed PDF (embedded)
Location: Athens, Ethniko Typografio

66657



ΕΦΗΜΕΡΙΔΑ ΤΗΣ ΚΥΒΕΡΝΗΣΕΩΣ

ΤΗΣ ΕΛΛΗΝΙΚΗΣ ΔΗΜΟΚΡΑΤΙΑΣ

29 Δεκεμβρίου 2017 | ΤΕΥΧΟΣ ΔΕΥΤΕΡΟ | Αρ. Φύλλου **4733**

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΑΠΟΦΑΣΕΙΣ

Αριθμ. απόφ. 980/2017 (1)

Τροποποίηση της υπ' αριθμ. 423/2016 απόφασης «Μεθοδολογία υπολογισμού της τιμής εκκίνησης των δημοπρασιών της ΔΕΠΑ Α.Ε., σύμφωνα με την υπ' αριθμ. 631/2016 απόφαση της Επιτροπής Ανταγωνισμού» ως προς το διαχειριστικό κόστος των δημοπρασιών φυσικού αερίου της ΔΕΠΑ Α.Ε. έτους 2018.

Η ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗ ΑΡΧΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
(συνεδρίαση την 15η Νοεμβρίου 2017)

Λαμβάνοντας υπόψη:

1. Τις διατάξεις του ν. 4001/2011 (ΦΕΚ Α΄ 179) «Για τη λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου, για Έρευνα, Παραγωγή και δίκτυα μεταφοράς Υδρογονανθράκων και άλλες ρυθμίσεις», όπως αυτός τροποποιήθηκε και ισχύει (εφεξής «ο Νόμος»), και ιδίως τις διατάξεις του άρθρου 26 αυτού.

2. Τις διατάξεις του ν. 2773/1999 «Απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας - Ρύθμιση θεμάτων ενεργειακής πολιτικής και άλλες διατάξεις» (ΦΕΚ Α΄ 286), όπως ισχύει.

3. Τις διατάξεις του ν. 3428/2005 «Απελευθέρωση αγοράς φυσικού αερίου» (ΦΕΚ Α΄ 313), όπως ισχύει.

4. Τις διατάξεις του ν. 2690/1999 «Κώδικας Διοικητικής Διαδικασίας» (ΦΕΚ Α΄ 45).

5. Τις διατάξεις του π.δ. 139/2001 «Κανονισμός Εσωτερικής Λειτουργίας και Διαχείρισης της ΡΑΕ» (ΦΕΚ Α΄ 121).

6. Τις διατάξεις της Οδηγίας 2009/73/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 13ης Ιουλίου 2009, «Σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά φυσικού αερίου και την κατάργησης της Οδηγίας 2003/55/ΕΚ», (εφεξής «η Οδηγία»), Επίσημη Εφημερίδα των Ευρωπαϊκών Κοινοτήτων L 211/94 της 14.8.2009.

7. Τις διατάξεις του Κανονισμού ΕΚ αριθμ. 715/2009 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 13ης Ιουλίου 2009 «Σχετικά με τους όρους πρόσβασης στα δίκτυα μεταφοράς φυσικού αερίου και την κατάργηση του Κανονισμού ΕΚ αριθμ. 1775/2005», Επίσημη Εφημερίδα των Ευρωπαϊκών Κοινοτήτων L 211/15 της 14.8.2009.

8. Την υπ' αριθμ. 551/VII/2012 απόφαση της Επιτροπής Ανταγωνισμού επί της υπόθεσης ανάληψης δεσμεύσεων από μέρους της Δημόσιας Επιχείρησης Αερίου Ανώνυμη Εταιρεία (εφεξής «ΔΕΠΑ Α.Ε.» ή «ΔΕΠΑ»).

9. Την υπ' αριθμ. 589/2014 απόφαση της Επιτροπής Ανταγωνισμού όπως ανακοινώθηκε με το από 21.7.2014 Δελτίο Τύπου της Επιτροπής με θέμα «Αποδοχή από την Επιτροπή Ανταγωνισμού της πρότασης της ΔΕΠΑ Α.Ε. περί της τροποποίησης των δεσμεύσεων που υιοθετήθηκαν με την υπ' αριθμ. 551/VII/2012 απόφαση της Ε.Α. αναφορικά με το πρόγραμμα διάθεσης ποσοτήτων φυσικού αερίου μέσω ηλεκτρονικών δημοπρασιών».

10. Το υπ' αριθμ. πρωτ. 212/22.7.2014 (ΡΑΕ Ι-186404/25.7.2014) έγγραφο της Επιτροπής Ανταγωνισμού με θέμα «Τιμή εκκίνησης ετήσιων δημοπρασιών».

11. Την υπ' αριθμ. 592/2014 απόφαση της ΡΑΕ με θέμα «Έλεγχος και πιστοποίηση του τρόπου διαμόρφωσης της τιμής εκκίνησης των δημοπρασιών της εταιρείας ΔΕΠΑ Α.Ε».

12. Την υπ' αριθμ. 596/4.11.2014 απόφαση της Επιτροπής Ανταγωνισμού με θέμα «Αποδοχή από την Επιτροπή Ανταγωνισμού της πρότασης της ΔΕΠΑ Α.Ε. περί τρο-

ποποίησης των δεσμεύσεων που υιοθετήθηκαν με το σημείο 14 “αναφορικά με την εγγυητική επιστολή καλής εκτέλεσης” της υπ’ αριθμ. 589/2014 απόφασης της Ε.Α.».

13. Την υπ’ αριθμ. 618/2015 απόφαση της Επιτροπής Ανταγωνισμού όπως ανακοινώθηκε με το από 26.10.2015 Δελτίο Τύπου της Επιτροπής με θέμα «Τροποποίηση δεσμεύσεων της ΔΕΠΑ Α.Ε. αναφορικά με το πρόγραμμα διάθεσης ποσοτήτων φυσικού αερίου μέσω ηλεκτρονικών δημοπρασιών».

14. Την υπ’ αριθμ. 388/2015 απόφαση ΡΑΕ με θέμα «Έλεγχος εφαρμογής της υπ’ αριθμ. 592/2014 απόφασης ΡΑΕ, επαναπροσδιορισμός απωλειών ΥΦΑ (%) και έγκριση διαχειριστικού κόστους της ΔΕΠΑ για τις δημοπρασίες του Έτους 2016».

15. Την υπ’ αριθμ. 631/2016 απόφαση της Επιτροπής Ανταγωνισμού όπως ανακοινώθηκε με το από 17.10.2016 Δελτίο Τύπου της Επιτροπής με θέμα «Αποδοχή από την Επιτροπή Ανταγωνισμού της πρότασης της ΔΕΠΑ Α.Ε. περί τροποποίησης επιμέρους δεσμεύσεων που υιοθετήθηκαν με τις υπ’ αριθμ. 551/2012, 589/2014, 596/2014 και 618/2015 προηγούμενες αποφάσεις της Ε.Α.».

16. Την υπ’ αριθμ. 423/2016 απόφαση της ΡΑΕ με θέμα «Τροποποίηση της υπ’ αριθμ. 59/2014 απόφασης της ΡΑΕ, όπως ισχύει, ως προς τη μεθοδολογία υπολογισμού της τιμής εκκίνησης των δημοπρασιών της ΔΕΠΑ Α.Ε.» (ΦΕΚ Β΄ 3872/2.12.2016).

17. Το υπ’ αριθμ. 062783/19.10.2017 (ΡΑΕ Ι-227611/23.10.2017) έγγραφο της ΔΕΠΑ με θέμα «Δημοπρασίες ΔΕΠΑ έτους 2018 - Διαχειριστικό Κόστος».

18. Το από 15.11.2017 Δελτίο Τύπου της Επιτροπής Ανταγωνισμού με θέμα «Τροποποίηση δεσμεύσεων της ΔΕΠΑ Α.Ε. αναφορικά με το πρόγραμμα διάθεσης ποσοτήτων φυσικού αερίου μέσω ηλεκτρονικών δημοπρασιών».

19. Το γεγονός ότι η παρούσα απόφαση δεν προκαλεί δαπάνη στον κρατικό προϋπολογισμό.

Σκέφτηκε ως εξής:

Επειδή, η ΡΑΕ, στο πλαίσιο των δεσμεύσεων που έχει αναλάβει η ΔΕΠΑ έναντι της Επιτροπής Ανταγωνισμού (σχετικά υπ’ αριθμ. 8, 9, 12, 13, 15 και 18) και δυνάμει του θεσμικού ρόλου της ίδιας για τη διασφάλιση συνθηκών υγιούς ανταγωνισμού και εύρυθμης λειτουργίας εν προκειμένω της αγοράς φυσικού αερίου, ελέγχει και πιστοποιεί τον τρόπο με τον οποίο διαμορφώνεται η τιμή εκκίνησης των ηλεκτρονικών δημοπρασιών διάθεσης ποσοτήτων φυσικού αερίου που διεξάγει η ΔΕΠΑ σύμφωνα με τα ειδικότερα οριζόμενα στην υπ’ αριθμ. 592/2014 απόφαση της Αρχής, όπως αυτή τροποποιήθηκε με τις υπ’ αριθμ. 388/2015 και 423/2016 αποφάσεις της Αρχής και ισχύει.

Επειδή, σύμφωνα με τα οριζόμενα στην ενότητα Γ3 της εν ισχύ Μεθοδολογίας Υπολογισμού Τιμής Εκκίνησης Δημοπρασιών Ποσοτήτων Φυσικού Αερίου (σχετ. υπ’ αριθμ. 16) αναφορικά με το διαχειριστικό κόστος που δύναται να συμπεριληφθεί από τη ΔΕΠΑ στην τιμή εκκίνησης των δημοπρασιών φυσικού αερίου που διεξάγονται με σκοπό τη διάθεση ποσοτήτων φυσικού αερίου εντός ενός ημερολογιακού έτους ισχύουν τα ακόλουθα: «Για τον υπολογισμό του μοναδιαίου διαχειριστικού κόστους ΕΣΦΑ, το οποίο υπολογίζεται καταρχήν σε €/MWh λαμβάνονται υπόψη τα ακόλουθα:

(α) Άμεσο διαχειριστικό κόστος: Τα κόστη για την ανακοίνωση της δημοπρασίας στην ιστοσελίδα της ΔΕΠΑ και διενέργειας της δημοπρασίας από τον πάροχο της εν λόγω υπηρεσίας και κόστη αναλωσίμων.

(β) Έμμεσο διαχειριστικό κόστος. Το έμμεσο διαχειριστικό κόστος περιλαμβάνει κόστη σχεδιασμού, ανάπτυξης, υλοποίησης και συντήρησης νέων πληροφοριακών συστημάτων και διαμόρφωσης και συντήρησης υφισταμένων που θα προκύψουν κατά τη διενέργεια των δημοπρασιών για το έτος 2017 και ύστερα.

Για το έτος 2017 το διαχειριστικό κόστος της ετήσιας δημοπρασίας ανέρχεται σε 0,005 €/MWh και της κάθε τριμηνιαίας δημοπρασίας σε 0,03 €/MWh.

Για τα επόμενα έτη η ΔΕΠΑ υποβάλλει στη ΡΑΕ αναλυτικές εκτιμήσεις για το διαχειριστικό κόστος που θα απαιτηθεί κατ΄ έτος 30 ημέρες πριν τη διεξαγωγή της ετήσιας δημοπρασίας».

Επειδή, με το ως άνω υπό στοιχείο (17) σχετικό έγγραφο η ΔΕΠΑ υπέβαλε στην Αρχή αναλυτικές εκτιμήσεις για το διαχειριστικό κόστος που θα απαιτηθεί για τη διεξαγωγή των δημοπρασιών που αφορούν σε διάθεση ποσοτήτων φυσικού αερίου εντός του έτους 2018, το οποίο ανέρχεται συνολικά σε 106.000 €, επιμεριζόμενο σε τριάντα έξι χιλιάδες τετρακόσια ευρώ (36.400 €) για τη διεξαγωγή της ετήσιας δημοπρασίας και σε εξήντα εννέα χιλιάδες εξακόσια ευρώ (69.600 €) για τη διεξαγωγή των τεσσάρων τριμηνιαίων δημοπρασιών. Οι δε ποσότητες προς δημοπράτηση για το έτος 2018 προβλέπεται να ανέλθουν κατά προσέγγιση σύμφωνα με τις εκτιμήσεις της ΔΕΠΑ κατά τη χρονική διάρκεια υποβολής του ως άνω εγγράφου προς την Αρχή σε 4,174 εκ. MWh στην ετήσια δημοπρασία και σε 2,782 εκ. MWh στις τέσσερις τριμηνιαίες δημοπρασίες.

Επειδή, με βάση τα ανωτέρω το μοναδιαίο διαχειριστικό κόστος υπολογίζεται σε 0,0087 €/MWh για την ετήσια δημοπρασία του έτους 2018 και σε 0,025 €/MWh για κάθε τριμηνιαία με βάση τις εκτιμήσεις της ΔΕΠΑ για την προς διάθεση ποσότητα φυσικού αερίου στις δημοπρασίες που αφορούν σε απορρόφηση κατά το έτος 2018.

Επειδή, τα ως άνω στοιχεία κόστους που περιλαμβάνονται στις εκτιμήσεις της ΔΕΠΑ εμπίπτουν στις κατηγορίες του άμεσου και του έμμεσου διαχειριστικού κόστους που έχουν ήδη εγκριθεί από την Αρχή προς συμπερίληψη στο μοναδιαίο διαχειριστικό κόστος της ΔΕΠΑ σύμφωνα με την εν ισχύ Μεθοδολογία Υπολογισμού Τιμής Εκκίνησης Δημοπρασιών Ποσοτήτων Φυσικού Αερίου και η ΡΑΕ κρίνει εύλογη την εκτίμηση του προϋπολογισθέντος κόστους ανά κατηγορία.

Για τους παραπάνω λόγους, αποφασίζει:

1. Την αντικατάσταση του τέταρτου εδαφίου της ενότητας Γ3 του Παραρτήματος της υπ’ αριθμ. 423/2016 απόφασης της Ολομέλειας της ΡΑΕ ως εξής:

«Για το έτος 2018 το διαχειριστικό κόστος της ετήσιας δημοπρασίας ανέρχεται σε 0,0087 €/MWh και της κάθε τριμηνιαίας δημοπρασίας σε 0,025 €/MWh.»

2. Την κοινοποίηση της παρούσας στην εταιρεία ΔΕΠΑ Α.Ε. και την Επιτροπή Ανταγωνισμού.

3. Την ανάρτηση της παρούσας στην ιστοσελίδα της ΡΑΕ.

Η ανωτέρω απόφαση δύναται να προσβληθεί κατά τα οριζόμενα στα άρθρα 32 και 33 ν. 4001/2011.

Η απόφαση αυτή να δημοσιευθεί στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως.

Αθήνα, 15 Νοεμβρίου 2017

Ο Πρόεδρος

ΝΙΚΟΛΑΟΣ ΜΠΟΥΛΑΞΗΣ

Αριθμ. απόφ. 1081/2017 (2)

Λήψη απόφασης για την τροποποίηση της πρότασης των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης (SEE CCR), η οποία αφορά τον καθορισμό διαδικασιών επαναφοράς (fallback procedures), σύμφωνα με το άρθρο 44 του Κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 της Επιτροπής, της 24ης Ιουλίου 2015, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για την κατανομή της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης.

Η ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗ ΑΡΧΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
(συνεδρίαση την 11η Δεκεμβρίου 2017,
η οποία συνεχίστηκε την 14η Δεκεμβρίου 2017)

Λαμβάνοντας υπόψη:

1. Τις διατάξεις του ν. 4425/2016 (ΦΕΚ Α΄ 185/30.9.2016) «Επείγουσες ρυθμίσεις των Υπουργείων Οικονομικών, Περιβάλλοντος και Ενέργειας, Υποδομών, Μεταφορών και Δικτύων και Εργασίας, Κοινωνικής Ασφάλισης και Κοινωνικής Αλληλεγγύης, για την εφαρμογή της συμφωνίας δημοσιονομικών στόχων και διαρθρωτικών μεταρρυθμίσεων και άλλες διατάξεις» και ιδίως των άρθρων 6 και 12 αυτού του Κεφαλαίου Γ του νόμου αυτού.

2. Τις διατάξεις του ν. 4001/2011 (ΦΕΚ Α΄ 179/22.8.2011) «Για τη λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου, για Έρευνα, Παραγωγή και δίκτυα μεταφοράς Υδρογονανθράκων και άλλες ρυθμίσεις», όπως ισχύει, ιδίως των άρθρων 22 και 32 αυτού.

3. Τις διατάξεις του Κανονισμού (ΕΚ) 714/2009 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 13ης Ιουλίου 2009, σχετικά με τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο για τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας και την κατάργηση του Κανονισμού (ΕΚ) αριθμ. 1228/2003 (ΕΕ L 211 της 14.8.2009 σελ. 15).

4. Τις διατάξεις του Κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 της Επιτροπής της 24ης Ιουλίου 2015 σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντηρίων γραμμών για την κατανομή της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης (EEL 197 της 25.7.2015, σελ. 24 επ.) και ιδίως των άρθρων 44 και 9 αυτού.

5. Την υπ’ αριθμ. 06/2016 της 17.11.2016 απόφαση του Οργανισμού Συνεργασίας Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (ΟΣΡΑΕ - ACER) σχετικά με τον προσδιορισμό των περιφερειών υπολογισμού δυναμικότητας σύμφωνα με το άρθρο 15 του Κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 της Επιτροπής της 24ης Ιουλίου 2015 σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντηρίων γραμμών για την κατανομή της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης.

6. Την υπ’ αριθμ. πρωτ. ΡΑΕ Ι-221475/17.5.2017 επιστολή της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. με θέμα «Έγκριση της κοινής πρότασης των Διαχειριστών Συστήματος Μεταφοράς της Περιφέρειας Υπολογισμού Δυναμικότητας Νοτιο-Ανατολικής Ευρώπης (CCR SEE) για τον καθορισμό διαδικασιών επαναφοράς (fall back procedure) σύμφωνα με το άρθρο 44 του Κανονισμού 2015/1222 (Capacity Allocation and Congestion Management - CACM).»

7. Την υπ’ αριθμ. πρωτ. ΡΑΕ Ι-222776/14.6.2017 επιστολή της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. με θέμα «Υποβολή των μεταφράσεων των μεθοδολογιών «fallback procedures»».

8. Τη Δημόσια Διαβούλευση της ΡΑΕ επί της πρότασης των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης σχετικά με τον καθορισμό διαδικασιών επαναφοράς, σύμφωνα με το άρθρο 44 του Κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 της Επιτροπής της 24ης Ιουλίου 2015 σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντηρίων γραμμών για την κατανομή της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης, η οποία έλαβε χώρα από 22.6.2017 έως και 24.7.2017[1].

9. Την υπ’ αριθμ. πρωτ. ΡΑΕ Ο-70023/ 12.12.2017 απόφαση των Ρυθμιστικών Αρχών Ελλάδας, Βουλγαρίας και Ρουμανίας, μέσω του South-East Europe Capacity Calculation Region Energy Regional Regulators’ Forum (SEE ERRF), περί της τροποποίησης της κοινής πρότασης των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΣΜ) της Περιφέρειας Υπολογισμού Δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης (CCR SEE) για τον καθορισμό διαδικασιών επαναφοράς (fallback procedures), σύμφωνα με το άρθρο 44 του Κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 της Επιτροπής, της 24ης Ιουλίου 2015, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για την κατανομή της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης.

10. Την υπ’ αριθμ. πρωτ. ΡΑΕ Ο-70024/ 12.12.2017 επιστολή του SEE ERRF προς τους ΔΣΜ της οικείας περιφέρειας CCR-SEE, με κοινοποίηση στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή και τον Οργανισμό Συνεργασίας Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (ΟΣΡΑΕ - ACER), με συνημμένη την ανωτέρω απόφαση των Ρυθμιστικών Αρχών Ελλάδας, Βουλγαρίας και Ρουμανίας περί της τροποποίησης της ως άνω πρότασης των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης.

11. Το γεγονός ότι σύμφωνα με τις διατάξεις της παρ. 1 του άρθρου 32 του ν. 4001/2011, οι πράξεις κανονιστικού χαρακτήρα που εκδίδονται από τη ΡΑΕ, δημοσιεύονται στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως.

12. Το γεγονός ότι από τις διατάξεις της παρούσας δεν προκαλείται δαπάνη σε βάρος του Κρατικού Προϋπολογισμού.

Σκέφτηκε ως εξής:

[1] http://www.rae.gr/categories_new/about_rae/activity/global_consultation/current/2206.csp

Επειδή, στο πλαίσιο επίτευξης της ενιαίας ευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, εξεδόθη, κατ’ αρχήν, ο Κανονισμός (ΕΚ) υπ’ αριθμ. 714/2009 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 13ης Ιουλίου 2009 σχετικά με τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο για τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας και την κατάργηση του Κανονισμού (ΕΚ) αριθμ. 1228/2003 (σχετ. 3).

Επειδή, στη συνέχεια, με εξουσιοδότηση που προβλέπεται στο άρθρο 18 του Κανονισμού (ΕΚ) 714/2009 και σύμφωνα με το άρθρο 290 ΣΛΕΕ, εξεδόθη από την Επιτροπή ο υπ’ αριθμ. 2015/ 1222 Κανονισμός (ΕΕ) της 24ης Ιουλίου 2015 (εφεξής «Κανονισμός» σχετ. 4), με τον οποίο καθορίζονται κατευθυντήριες γραμμές σχετικά με τη διαζωνική κατανομή της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης στην αγορά της επόμενης ημέρας και στην ενδοημερήσια αγορά στα Κράτη Μέλη.

Επειδή, στόχος του ανωτέρω Κανονισμού είναι, μεταξύ άλλων, ο συντονισμός και η εναρμόνιση του τρόπου υπολογισμού και της κατανομής της δυναμικότητας των διασυνδέσεων, προκειμένου να υλοποιηθεί η ενιαία σύζευξη της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας επόμενης ημέρας (day-ahead electricity market) και της ενιαίας ενδοημερήσιας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (intra-day electricity market).

Επειδή, προκειμένου για την ικανοποίηση του ανωτέρω στόχου, οι Διαχειριστές Συστήματος Μεταφοράς (ΔΣΜ), τα καθήκοντα των οποίων περιγράφονται γενικά στο άρθρο 8 του Κανονισμού, καθιερώνουν και εφαρμόζουν τις ενδεδειγμένες διαδικασίες επαναφοράς για την κατανομή της δυναμικότητας, σύμφωνα με το άρθρο 44 του Κανονισμού.

Επειδή, σύμφωνα με το άρθρο 44 του Κανονισμού «Καθορισμός διαδικασιών επαναφοράς» προβλέπονται τα εξής:

«Εντός 16 μηνών από την έναρξη ισχύος του παρόντος κανονισμού, κάθε ΔΣΜ, σε συντονισμό με όλους τους ΔΣΜ της ίδιας περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας, εκπονεί πρόταση σχετικά με διαδικασίες για σθεναρή και έγκαιρη επαναφορά που εξασφαλίζουν την αποδοτική, διαφανή και χωρίς διακρίσεις κατανομή δυναμικότητας σε περίπτωση που η διαδικασία ενιαίας σύζευξης αγοράς επόμενης ημέρας δεν τελεσφορεί.

Η πρόταση σχετικά με τον καθορισμό των διαδικασιών επαναφοράς υπόκειται σε διαβούλευση σύμφωνα με το άρθρο 12.»

Επειδή, κατά τις παρ. 5 και 7 του άρθρου 9 του Κανονισμού, η πρόταση των ΔΣΜ της ίδιας περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας για τον καθορισμό διαδικασιών επαναφοράς, κατά το άρθρο 44 του Κανονισμού, υπόκειται στην έγκριση όλων των ρυθμιστικών αρχών της οικείας περιφέρειας.

Επειδή, κατά την παρ. 10 του άρθρου 9 του Κανονισμού:

«Όταν για την έγκριση όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών απαιτείται απόφαση από περισσότερες της μιας ρυθμιστικές αρχές, οι αρμόδιες ρυθμιστικές αρχές διαβουλεύονται και συνεργάζονται στενά και συντονίζονται μεταξύ τους, με στόχο την επίτευξη συμφωνίας. Κατά περίπτωση, οι αρμόδιες ρυθμιστικές αρχές λαμβάνουν υπόψη τη γνώμη του Οργανισμού. Οι ρυθμιστικές αρχές λαμβάνουν αποφάσεις σχετικά με όρους και προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες που υποβλήθηκαν σύμφωνα με τις παραγράφους 6, 7 και 8, εντός έξι μηνών από την παραλαβή των όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών από τη ρυθμιστική αρχή ή, κατά περίπτωση, από την τελευταία εμπλεκόμενη ρυθμιστική αρχή.».

Επειδή, κατά την παρ. 12 του άρθρου 9 του Κανονισμού, οι Ρυθμιστικές Αρχές της οικείας περιφέρειας δύνανται να απαιτήσουν τροποποίηση από τους ΔΣΜ της σχετικής πρότασής τους για τον καθορισμό διαδικασιών επαναφοράς, οι οποίοι υποβάλλουν στις Ρυθμιστικές Αρχές της οικείας περιφέρειας νέα πρόταση σχετικά με την τροποποίηση, προς έγκριση, εντός δύο μηνών μετά από την απαίτηση των Ρυθμιστικών Αρχών της οικείας περιφέρειας.

Επειδή, η απαίτηση για τροποποίηση εκ μέρους των Ρυθμιστικών Αρχών της οικείας περιφέρειας υποβάλλεται στους σχετικούς ΔΣΜ κατόπιν σχετικής απόφασης και εντός των προθεσμιών των άρθρων 44 και 9 του Κανονισμού.

Επειδή, με την απόφαση 06/2016 της 17.11.2016 ο ACER προσδιόρισε τις περιφέρειες υπολογισμού δυναμικότητας σύμφωνα με το άρθρο 15 του Κανονισμού, δυνάμει της οποίας προσδιορίστηκε και η περιφέρεια υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης (SEE CCR) (σχετ. 5).

Επειδή, κατά το άρθρο 6 παρ. 1β του Κεφαλαίου Γ του ν. 4425/2016 (σχετ. 1), προβλέπεται ότι:

«1. Πέραν των αρμοδιοτήτων που προβλέπονται στην κείμενη νομοθεσία και ιδίως στις διατάξεις του ν. 4001/2011, η ΡΑΕ: ... β) Ασκεί τις αρμοδιότητες των ρυθμιστικών αρχών που προβλέπονται στον Κανονισμό (ΕΕ) 2015/1222 και προβλέπουν ιδίως ... την έγκριση των λοιπών όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών και την εκτέλεση όλων των καθηκόντων, λειτουργιών και αρμοδιοτήτων, κατά τα αναλυτικά προβλεπόμενα στον Κανονισμό αυτό.».

Επειδή, περαιτέρω, κατά το άρθρο 12 παρ. 7 β του Κεφαλαίου Γ του ίδιου ν. 4425/2016 (σχετ. 1), προβλέπεται ότι:

«7. Ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ έχει τις αρμοδιότητες που προβλέπονται στον Κανονισμό (ΕΚ) 714/2009 και στον Κανονισμό (ΕΕ) 2015/1222. Η άσκηση των αρμοδιοτήτων του Διαχειριστή συντείνει, ιδίως, στην επίτευξη του στόχου σύγκλισης της ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας με τις αντίστοιχες ευρωπαϊκές και στην ολοκλήρωση της ενιαίας εσωτερικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας της Ε.Ε., σύμφωνα με τις απαιτήσεις της ευρωπαϊκής νομοθεσίας.».

Επειδή, με την υπό σχετ. 6 επιστολή, υπεβλήθη στη ΡΑΕ η κοινή πρόταση των ΔΣΜ της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης για τον καθορισμό διαδικασιών επαναφοράς.

Επειδή, η ΑΔΜΗΕ Α.Ε. με την υπό σχετ. 7 επιστολή της υπέβαλε στη ΡΑΕ επίσημη μετάφραση στην ελληνική γλώσσα του υπό σχετ. 6 εγγράφου.

Επειδή, ακολούθως, η ΡΑΕ, από 22.6.2017 έως και 24.7.2017 έθεσε την υπό σχετ. 6 πρόταση των ΔΣΜ, μετά της μεταφράσεώς της στην ελληνική γλώσσα (σχετ. 7), σε δημόσια διαβούλευση, κατά τη διάρκεια της οποίας δεν υπεβλήθησαν παρατηρήσεις.

Επειδή, στη συνέχεια οι Ρυθμιστικές Αρχές της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης κατόπιν της ηλεκτρονικής ψηφοφορίας που ολοκληρώθηκε την 12.12.2017, συμφώνησαν ομόφωνα (unanimous agreement) μέσω του SEE ERRF, ως συλλογικού οργάνου των Ρυθμιστικών Αρχών της οικείας περιφέρειας, περί της τροποποίησης της ανωτέρω πρότασης των σχετικών ΔΣΜ, που αφορά κυρίως τον σαφή καθορισμό α) της πλατφόρμας που θα διενεργεί τις Σκιώδεις Δημοπρασίες (Shadow Auctions), β) των κανόνων αυτών των δημοπρασιών (Shadow Allocation Rules), γ) του χρονοδιαγράμματος και όλων των σταδίων των διαδικασιών επαναφοράς και δ) της περίπτωσης τροποποίησης των Shadow Allocation Rules (σχετ. 9).

Επειδή, στη συνέχεια (σχετ. 10) γνωστοποιήθηκε προς τους ΔΣΜ της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης, την Ευρωπαϊκή Επιτροπή και τον ACER η ανωτέρω απόφαση των Ρυθμιστικών Αρχών περί τροποποίησης της εν λόγω πρότασης των ΔΣΜ της οικείας περιφέρειας, προκειμένου ο ACER να μην προχωρήσει στην έκδοση απόφασης της παρ. 11 του άρθρου 9 του Κανονισμού το οποίο προβλέπει ότι «11. Όταν δεν κατέστη δυνατόν οι ρυθμιστικές αρχές να καταλήξουν σε συμφωνία εντός της περιόδου που αναφέρεται στην παράγραφο 10, ή κατόπιν κοινού αιτήματός τους, ο Οργανισμός εκδίδει απόφαση σχετικά με τους υποβληθέντες όρους και προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες εντός έξι μηνών, σύμφωνα με το άρθρο 8 παράγραφος 1 του κανονισμού (ΕΚ) αριθμ. 713/2009».

Επειδή, κατά το άρθρο 22 του ν. 4001/2011 «Η ΡΑΕ, στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων της, παρακολουθεί και εποπτεύει τη λειτουργία της αγοράς ενέργειας... συμπεριλαμβανομένης της έκδοσης κανονιστικών και ατομικών πράξεων, ιδίως για την ...ανάπτυξη της εσωτερικής αγοράς ενέργειας της Ευρωπαϊκής Ένωσης...» και κατά το άρθρο 32 του ίδιου νόμου «1. Οι πράξεις και αποφάσεις της ΡΑΕ, ... δημοσιοποιούνται με ανάρτηση στην επίσημη ιστοσελίδα της. Οι κανονιστικού χαρακτήρα αποφάσεις της ΡΑΕ δημοσιεύονται επιπλέον στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως.....».

Για τους παραπάνω λόγους, αποφασίζει:

Στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων της κατά τα άρθρα 9 (παρ. 5, 7 και 12) και 44 παρ. 1 του Κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222, 6 του ν. 4425/2016 (ΦΕΚ Α΄ 185) και 22 και 32 του ν. 4001/2011 (ΦΕΚ Α΄ 179):

1. Την τροποποίηση της πρότασης των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης, σχετικά με τον καθορισμό διαδικασιών επαναφοράς, σύμφωνα με το άρθρο 44 του Κανονισμού και σύμφωνα με την ανωτέρω κοινή απόφαση των Ρυθμιστικών Αρχών της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης, ως εξής:

«REQUEST FOR AMENDMENT BY THE SEE CCR REGULATORY AUTHORITIES AGREED AT THE SEE CCR ENERGY REGULATORS’ REGIONAL FORUM OF THE SEE CCR TSO PROPOSAL FOR FALLBACK PROCEDURES

12 December 2017

I. Introduction and legal context

This document elaborates an agreement of the SEE CCR Regulatory Authorities, agreed on 12 December 2017 at SEE CCR Energy Regulators’ Regional forum, on the SEE CCR TSO proposal for fallback procedures, submitted in accordance with Article 44 of the Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management (the CACM Regulation).

This agreement of the SEE CCR Regulatory Authorities shall provide evidence that a decision on fallback procedures does not, at this stage, need to be adopted by ACER pursuant to Article 9(11) of the CACM Regulation. It is intended to constitute the basis on which the SEE CCR Regulatory Authorities will each subsequently request an amendment to the proposal for fallback procedures pursuant to Article 9(12) of the CACM Regulation.

The legal provisions that lie at the basis of the fallback procedures, and of this SEE CCR Regulatory Authority agreement on the request for amendment on the fallback procedures, can be found in Article 3, 8, 9, and 44 of the CACM Regulation. They are set out here for reference.

Article 3 of the CACM Regulation

This Regulation aims at:

(a) Promoting effective competition in the generation, trading and supply of electricity;

(b) Ensuring optimal use of the transmission infrastructure;

(c) Ensuring operational security;

(d) Optimising the calculation and allocation of cross-zonal capacity;

(e) Ensuring fair and non-discriminatory treatment of TSOs, NEMOs, the Agency, regulatory authorities and market participants;

(f) Ensuring and enhancing the transparency and reliability of information;

(g) Contributing to the efficient long-term operation and development of the electricity transmission system and electricity sector in the Union;

(h) Respecting the need for a fair and orderly market and fair and orderly price formation;

(i) Creating a level playing field for NEMOs;

(j) Providing non-discriminatory access to cross-zonal capacity

Article 8 of the CACM Regulation

TSOs’ tasks related to single day-ahead and intraday coupling

1. In Member States electrically connected to another Member State all TSOs shall participate in the single day-ahead and intraday coupling.

2. TSOs shall:

[...]

(i) establish and operate fallback procedures as appropriate for capacity allocation in accordance with Article 44;

Article 9 of the CACM Regulation

1. TSOs and NEMOs shall develop the terms and conditions or methodologies required by this Regulation and submit them for approval to the competent regulatory authorities within the respective deadlines set out in this Regulation. Where a proposal for terms and conditions or methodologies pursuant to this Regulation needs to be developed and agreed by more than one TSO or NEMO, the participating TSOs and NEMOs shall closely cooperate. TSOs, with the assistance of ENTSO for Electricity, and all NEMOs shall regularly inform the competent regulatory authorities and the Agency about the progress of developing these terms and conditions or methodologies.

[...]

5 Each regulatory authority shall approve the terms and conditions or methodologies used to calculate or set out the single day-ahead and intraday coupling developed by TSOs and NEMOs. They shall be responsible for approving the terms and conditions or methodologies referred to in paragraphs 6, 7 and 8.

(...)

7 The proposals for the following terms and conditions or methodologies shall be subject to approval by all regulatory authorities of the concerned region:

(...)

e) the fallback procedures in accordance with Article 44; (...)

(...)

9 The proposal for terms and conditions or methodologies shall include a proposed timescale for their implementation and a description of their expected impact on the objectives of this Regulation. Proposals on terms and conditions or methodologies subject to the approval by several or all regulatory authorities shall be submitted to the Agency at the same time that they are submitted to regulatory authorities. Upon request by the competent regulatory authorities, the Agency shall issue an opinion within three months on the proposals for terms and conditions or methodologies.

10 Where the approval of the terms and conditions or methodologies requires a decision by more than one regulatory authority, the competent regulatory authorities shall consult and closely cooperate and coordinate with each other in order reach an agreement. Where applicable, the competent regulatory authorities shall take into account the opinion of the Agency. Regulatory authorities shall take decisions concerning the submitted terms and conditions or methodologies in accordance with paragraphs 6, 7 and 8, within six months following the receipt of the terms and conditions or methodologies by the regulatory authority or, where applicable, by the last regulatory authority concerned.

(...)

12 In the event that one or several regulatory authorities request an amendment to approve the terms and conditions or methodologies submitted in accordance with paragraphs 6, 7 and 8, the relevant TSOs or NEMOs shall submit a proposal for amended terms and conditions or methodologies for approval within two months following the requirement from the regulatory authorities. The competent regulatory authorities shall decide on the amended terms and conditions or methodologies within two months following their submission. Where the competent regulatory authorities have not been able to reach an agreement on terms and conditions or methodologies pursuant to paragraphs (6) and (7) within the two-month deadline, or upon their joint request, the Agency shall adopt a decision concerning the amended terms and conditions or methodologies within six months, in accordance with Article 8(1) of Regulation (EC) No 713/2009. If the relevant TSOs or NEMOs fail to submit a proposal for amended terms and conditions or methodologies, the procedure provided for in paragraph 4 of this Article shall apply.

(...)

14 TSOs and NEMOs responsible for establishing the terms and conditions or methodologies in accordance with this Regulation shall publish them on the internet after approval by the competent regulatory authorities or, if no such approval is required, after their establishment, except where such information is considered as confidential in accordance with Article 13.

Article 44 of the CACM Regulation

By 16 months after the entry into force of this Regulation, each TSO, in coordination with all the other TSOs in the capacity calculation region, shall develop a proposal for robust and timely fallback procedures to ensure efficient, transparent and non-discriminatory capacity allocation in the event that the single day-ahead coupling process is unable to produce results.

The proposal for the establishment of fallback procedures shall be subject to consultation in accordance with Article 12.

II. The SEE CCR TSO proposal

The proposal for fallback procedures was consulted by the SEE CCR TSOs through ENTSO-E from 1 March 2017 to 31 March 2017, in line with Article 44 and Article 12 of CACM.[1] The final SEE CCR TSOs’ proposal for fallback procedures, dated April 2017, was received by the last Regulatory Authority of the SEE CCR on 15 June 2017. The proposal includes proposed timescales for its implementation and a description of its expected impact on the objectives of the CACM Regulation, in line with Article 9(9) of the CACM Regulation itself.

Article 9(10) of the CACM Regulation requires SEE CCR Regulatory Authorities to consult and closely cooperate and coordinate with each other in order to reach agreement, and make decisions within six months following receipt of submissions of the last Regulatory

[1] https://consultations.entsoe.eu/markets/see-fallback/

Authority concerned. A decision is therefore required by each Regulatory Authority by 15 December 2017.

The SEE CCR TSOs’ proposal for fallback procedures shall cover the following:

a) Fallback Procedure on Romania-Bulgaria (RO-BG) interconnection; and

b) Fallback Procedure on Bulgaria-Greece (BG-GR) interconnection.

The Fallback Procedure on each interconnection is based on explicit day ahead auctions, the Shadow Auctions. The auction specification of a Shadow Auction on a specific interconnection for the contract day will be published by the Allocation Platform in advance according to the Shadow Allocation Rules.

SEE NEMOs performing MCO function shall inform SEE TSOs in the event of risk of Full or Partial decoupling. In the event of Full decoupling, the Fallback Procedure on both interconnections is initiated. In the event of Partial decoupling affecting the RO-BG (or BG-GR respectively) interconnection, the Fallback Procedure on RO-BG (or BG-GR respectively) interconnection is initiated.

If a Fallback Procedure cannot be implemented in time, the Shadow Auction will be postponed. If postponement of a Shadow Auction is not considered by the Allocation Platform as being possible, the Shadow Auction will be cancelled and all bids already submitted will automatically set to be invalid.

The Fallback Procedures shall be implemented after SEE NRAs approval and when the Day Ahead Markets from SEE CCR will be coupled.

III. SEE CCR Regulatory Authority position

The SEE CCR Regulatory Authorities have no objections against the execution of Shadow Auctions on the SEE CCR interconnections in the event of Full or Partial decoupling. Nevertheless, the SEE CCR TSOs proposal on fallback procedures lacks several specifications. In particular:

1. The Allocation Platform that will execute the Shadow Auctions for each interconnection (RO-BG and BG-GR) should be specified. In addition, it should be specified if the participants should pay any fees for registration in the Allocation Platform and participating in the Shadow Auction, as well as, the requirements and the process of participating in a Shadow Auction.

2. The Shadow Allocation Rules should be provided in an Annex together with the main body of the fallback procedures. In the Shadow Allocation Rules the main principles of the Shadow Auctions should be specified, as for example, the Shadow Auction process, the capacity auctioned, the capacity pricing mechanism (for example, marginal price principle), the bid submission/update, the details on invoicing and payment.

3. In case the Shadow Allocation Rules are amended, a request for amendment of the fallback procedures is required according to Article 9(13) of the CACM Regulation.

4. Article 3 of the fallback procedures shall contain a precise description of the procedure, timing and communication channel that will be used by the SEE NEMOs performing MCO function to inform SEE TSOs on any potential problem for delivering the results according to Article 50(2) of the CACM Regulation.

5. The exact timing of all steps of the fallback procedures should be described. In particular, the time of initiating a Shadow Auction and the time of publication of the Shadow Auctions results should be specified.

6. It should be described what procedure will be followed in the case a Shadow Auction is cancelled and where the relevant capacity is allocated. If the capacity is allocated to the subsequent relevant intraday market, it should be taken into account that the timing of the day ahead and intraday coupling of the interconnections in the SEE CCR do not coincide.

7. Article 7 of the fallback procedures shall be amended as follows: “The arrangements described in Article 3 to 6 shall be implemented after SEE NRAs approval and on an interconnection of the SEE CCR immediately after the day ahead market MCO function becomes operational on that interconnection according to Article 7(3) of the CACM Regulation.”

8. Article 1 of the fallback procedures states that the assignment of roles and responsibilities to specific parties will be defined in accordance to Article 8(2i) of the CACM Regulation. However, Article 8(2i) of the CACM Regulation refers exactly to the fallback procedures.

9. Several Articles of the fallback procedures contain reference to the “Fallback Procedures Proposal”. It should be noted that the “methodology” should be published, not the “proposal”. Thus, the relevant Articles should be amended by skipping the word “proposal” in accordance to article 9(14) of the CACM Regulation.

IV. Conclusions

Due to the above-mentioned lack of specifications of the fallback procedures in the SEE CCR, the SEE CCR Regulatory Authorities agree to request an amendment by the SEE CCR TSOs to the proposal on the fallback procedures. This amendment should contain the following elements:

1. To specify the Allocation Platform(s) and the fees paid by the participants.

2. To provide an Annex with the Shadow Allocation Rules and to foresee that a change in the Shadow Allocation Rules will result in a request for amendment of the fallback procedures.

3. To describe precisely the procedure, timing and communication channel that will be used by the SEE NEMOs performing MCO function to inform SEE TSOs on any potential problem for delivering the results.

4. To specify the time of initiating a Shadow Auction and the time of publication of the Shadow Auctions results.

5. To describe the procedure followed in the case a Shadow Auction is cancelled.

6. To set an implementation date for each interconnection in the SEE CCR.

7. To assign the specific roles and responsibilities of the parties involved in the fallback procedures.

8. To delete any reference to the word “proposal”, when the reference is on the “methodology”.

The amended proposal on the Fallback Procedures shall take into account the SEE CCR NRAs position stated above, and shall be submitted by all SEE CCR TSOs no later than 2 months following the requirement from the regulatory authorities, in accordance with Article 9(12) of CACM Regulation. »

2. Την κοινοποίηση της παρούσας απόφασης στην εταιρεία με την επωνυμία «ΑΝΕΞΑΡΤΗΤΟΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΕ» και με διακριτικό τίτλο «ΑΔΜΗΕ Α.Ε.» για τις σχετικές της ενέργειες σύμφωνα με τον Κανονισμό.

3. Την ανάρτηση της παρούσας απόφασης στην επίσημη ιστοσελίδα της ΡΑΕ και τη δημοσίευσή της στο Φύλλο Εφημερίδος της Κυβερνήσεως (ΦΕΚ).

Η παρούσα υπόκειται στον ακυρωτικό έλεγχο του Συμβουλίου της Επικρατείας, σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 33 του ν. 4001/2011.

Η απόφαση αυτή να δημοσιευθεί στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως.

Αθήνα, 14 Νοεμβρίου 2017

Ο Πρόεδρος

ΝΙΚΟΛΑΟΣ ΜΠΟΥΛΑΞΗΣ

ΕΘΝΙΚΟ ΤΥΠΟΓΡΑΦΕΙΟ

Καποδιστρίου 34, Τ.Κ. 104 32, Αθήνα
Τηλ. Κέντρο 210 5279000
Κείμενα προς δημοσίευση: **webmaster.et@et.gr**

02047332912170008